

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЭЦ МОЩНОСТЬЮ 350 МВт НА БАЗЕ ГТУ GENERAL ELECTRIC В ГОРОДЕ ТОМСК

УДК 621.311.22:697.34

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ81	Кугутко Николай Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	О.Ю. Ромашова	к.т.н., доцент		

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	В.Н. Мартышев	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	В.А. Маланина	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель отделения общетехнических дисциплин	С.В. Романова	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Тепловые и атомные электрические станции	О.Ю. Ромашова	к.т.н., доцент		

Томск – 2020 г.

**Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы
магистра «Тепловые и атомные электрические станции» по направлению
«Теплоэнергетика и теплотехника» в соответствии целями основной образовательной
программы, видами и задачами профессиональной деятельности, указанными в ФГОС
ВО 13.04.01**

Код	Результат обучения
Профессиональные компетенции	
<i>Проектно-конструкторская деятельность:</i>	
P1	Применять передовые знания и достижения для формулирования заданий на разработку инновационных проектов; разрабатывать проектные решения, связанные с модернизацией технологического оборудования, улучшением эксплуатационных характеристик агрегатов, экономией энергоресурсов и повышением экологической безопасности.
P2	Проводить моделирование и технические расчеты по проектированию схем и оборудования, анализ надежности, технико-экономический и функционально-стоимостной анализ эффективности проектных решений применительно к тепловым и атомным электростанциям, их системам и оборудованию.
<i>Производственно-технологическая деятельность</i>	
P3	Ставить и решать инновационные задачи разработки мероприятий по совершенствованию технологии производства и отпуска электроэнергии и теплоты для обеспечения экономичной, надежности и безопасной эксплуатации теплоэнергетического оборудования и технических систем ТЭС и АЭС.
P4	Применять современные методы и средства практической инженерной деятельности для надежной и экономичной эксплуатации высокотехнологичного оборудования и технических систем ТЭС и АЭС.
P5	Применять знания нетехнических ограничений инженерной деятельности при внедрении, эксплуатации и обслуживании современных высокотехнологичных аппаратов и систем, обеспечивая их <i>высокую эффективность и надежность</i> , соблюдение правил охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.
<i>Научно-исследовательская деятельность</i>	
P6	Применять глубокие знания для планирования и постановки задачи инновационного инженерного исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать и создавать критерии оценки, применять инновационные методы исследования, проводить исследования, критически интерпретировать, публично представлять и обсуждать результаты научных исследований.
<i>Организационно-управленческая деятельность</i>	
P7	Руководить коллективом специалистов различных направлений и квалификаций, действовать в нестандартных ситуациях, принимать организационно-управленческие решения и нести за них ответственность при организации работ, разрабатывать мероприятия по предотвращению экологических нарушений .
<i>Педагогическая деятельность</i>	
P8	Осуществлять педагогическую деятельность в области профессиональной подготовки
<i>Универсальные компетенции</i>	
P9	Демонстрировать <i>глубокие знания философских аспектов</i> инновационной

	инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i> , мыслить абстрактно, обобщать, анализировать, систематизировать и прогнозировать, принимать решения в сложных инженерных задачах с технической неопределенностью и недостатком информации
P10	Самостоятельно учиться, саморазвиваться, используя творческий потенциал; самореализовываться, непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P11	Использовать иностранный язык для эффективного взаимодействия в профессиональной сфере

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ О.Ю. Ромашова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ81	Кугутко Николаю Владимировичу

Тема работы:

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЭЦ МОЩНОСТЬЮ 350 МВт НА БАЗЕ ГТУ GENERAL ELECTRIC В ГОРОДЕ ТОМСК
Утверждена приказом директора (дата, номер) 06.05.2020г. № 127-27/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	26 июня 2020 года
--	-------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Целью работы является разработка проекта ТЭЦ на базе высокоэффективной парогазовой установки (ПГУ) утилизационного типа на базе газотурбинной установки (ГТУ) General Electric для снижения дефицита электрической энергии Томской области. Объектом исследования является схема парогазовой установки – дубль-энергоблок с двумя газовыми турбинами General Electric 9E.03 и одной теплофикационной паровой турбиной Т-63/76-8,8 производства АО «Уральский турбинный завод» (УТЗ).
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Обоснование проекта 2. Выбор и расчет тепловой схемы 3. Конструкторский расчет котла-утилизатора 4. Расчет энергетических показателей 5. Экономический расчет 6. Выбор вспомогательного оборудования 7. Технический расчет трубопроводов 8. Вопросы компоновки
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Тепловая схема ПГУ, компоновка главного корпуса
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	В.А. Маланина, к.э.н., доцент ОСГН
Социальная ответственность	С.В. Романова, старший преподаватель отделения общетехнических дисциплин
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.12.2020г.
---	--------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	О.Ю. Ромашова	к.т.н., доцент		01.12.20
Ст. преподаватель НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	В.Н. Мартышев	-		01.12.20

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ81	Кугутко Николай Владимирович		01.12.20

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа объемом 63 страницы, 11 рисунков, 15 таблиц.

Ключевые слова: проект, парогазовая установка, котел-утилизатор, газовая турбина, паровая турбина, электрическая станция.

Целью работы является разработка проекта ТЭЦ на базе высокоэффективной парогазовой установки (ПГУ) утилизационного типа на базе газотурбинной установки (ГТУ) General Electric для снижения дефицита электрической энергии Томской области.

Объектом исследования является схема парогазовой установки – дубль-энергоблок с двумя газовыми турбинами General Electric 9E.03 и одной теплофикационной паровой турбиной Т-63/76-8,8 производства АО «Уральский турбинный завод» (УТЗ).

В данной работе представлен проект ПГУ-ТЭЦ 350 МВт. Выпускная квалификационная работа состоит из восьми основных разделов. Первый раздел включает в себя обоснование проектирования. Вторая часть содержит выбор и расчет тепловой схемы станции, в котором рассчитаны схемы ГТУ, котла-утилизатора (КУ) и ПГУ в целом. Третья часть содержит конструкторский расчет КУ с определением его геометрических характеристик. В четвертом разделе рассчитаны показатели энергетической эффективности. Пятый раздел посвящен экономической части, где рассчитана себестоимость электрической, определение срока окупаемости проекта. В шестом разделе произведен выбор вспомогательного оборудования ПГУ. Седьмой раздел содержит технический расчет основных трубопроводов, выбор материала труб и теплоизоляции. Восьмой раздел посвящен вопросам выбора места строительства станции и компоновки главного корпуса. Также в работе рассмотрены вопросы социальной ответственности и финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

В результате исследования показаны преимущества парогазового дубль-энергоблока на базе высокоэффективной газотурбинной установки 9E.03,

позволяющие оценить конкурентоспособность новой электростанции на рынке электроэнергии и ее технические аспекты.

Экономическая эффективность: быстрая окупаемость проекта и относительно невысокая себестоимость производимой электроэнергии (для производства на исключительно газообразном топливе).

Область применения: проект рассчитан для внедрения в энергетическую систему Томской области, но также может быть рассмотрен действующими генерирующими компаниями для применения в своей энергосистеме.

Работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2010, с использованием программ Microsoft Office Excel 2010, Компас 3D–V15.

СОКРАЩЕНИЯ

АО – акционерное общество;
АЭС – атомная электрическая станция;
БОУ – блочная обессоливающая установка;
ВД – высокое давление (контур);
ГПК – газовый подогреватель конденсата;
ГПЭС – газопоршневая электрическая станция;
ГРЭС – государственная районная электрическая станция;
ГТУ – газотурбинная установка;
ГТЭС – газотурбинная электрическая станция;
ДЭС – дизельная электрическая станция;
ЕЭС – единая энергетическая система;
ЗАО – закрытое акционерное общество;
ИВД – испаритель высокого давления;
ИНД – испаритель низкого давления;
КПД – коэффициент полезного действия;
КС – камера сгорания;
КТЦ – котло-турбинный цех;
КУ – котел-утилизатор;
КЭС – конденсационная электрическая станция;
НД – низкое давление (контур);
НР – насос рециркуляции;
НРК – насос рециркуляции конденсата;
ОАО – открытое акционерное общество;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
ОТЭК – Объединенная теплоэнергетическая компания;
ОЭС – объединенная энергосистема;
ПАО – публичное акционерное общество;
ПГУ – парогазовая установка;
ПН – питательный насос;

ППВД – пароперегреватель высокого давления;
ППНД – пароперегреватель низкого давления;
ПСУ – паросиловая установка;
ПТУ – паротурбинная установка;
ПТЭ – Правила технической эксплуатации;
ПУЭ – Правила устройства электроустановок;
СИЗ – средства индивидуальной защиты;
СП – структурное подразделение;
СФО – Сибирский федеральный округ;
СХК – Сибирский химический комбинат;
ТБ – Правила техники безопасности;
ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
ЦВД – цилиндр высокого давления;
ЦНД – цилиндр низкого давления;
ЧВД – часть высокого давления;
ЧДД – чистый дисконтированный доход;
ЧНД – часть низкого давления;
ЭВД – экономайзер высокого давления;
ЭС – энергетическая система;
ЭЦ – электрический цех.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА	16
1.1 Общая характеристика региона.....	16
1.2 Анализ состояния электроэнергетики Томской области	18
1.2.1 Общая характеристика энергосистемы Томской области	18
1.2.2 Динамика потребления электроэнергии в Томской области.....	21
1.2.3 Структура установленной электрической мощности и выработки электроэнергии....	26
1.2.4 Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности в энергосистеме Томской области	29
1.3. Мероприятия по развитию генерирующих источников электроэнергии Томской области	32
2 ВЫБОР И РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ.....	33
3 ВОПРОСЫ КОМПОНОВКИ.....	38
3.1 Выбор площадки строительства.....	38
3.2 Компоновка главного корпуса.....	39
3.3 Компоновка энергоблока ПГУ	40
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	43
Введение	43
4.1 Предпроектный анализ.....	43
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений	43
4.1.2 Инициация проекта.....	46
4.1.2.1 Цели и результат проекта.....	46
4.1.2.2 Организационная структура проекта	46
4.1.2.3 Ограничения и допущения проекта	47
4.1.3 SWOT – анализ.....	48
4.2 Планирование научно-технического проектирования	50
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	50
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	50
4.2.3 Разработка графика проведения проекта.....	51
4.2.4 Бюджет проекта	55
4.2.4.1 Расчет материальных затрат	55
4.2.4.2 Амортизационные отчисления	56
4.2.4.3 Основная заработная плата исполнителей проекта.....	56
4.2.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей проекта	58

4.2.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	58
4.2.4.6 Накладные расходы	59
4.2.4.7 Формирование бюджета затрат научно-технического проекта	59
4.2.5 Ресурсоэффективность	60
Заключение по разделу.....	61

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нехватка электрических мощностей все еще серьезно сказывается на развитии экономики нашей страны. Суммарная мощность устаревшего оборудования на электростанциях России составляет более 80 ГВт, или 39 % установленной мощности всех электростанций. К 2020 году уже 57 % мощностей действующих тепловых электростанций отработают свой ресурс. [1]

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, разработанная Министерством Промышленности и Энергетики РФ с участием ОАО РАО «ЕЭС России», «Росэнергоатома», ОАО «Газпром», ОАО «РЖД» и одобренная распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г, предусматривала до 2010 года ввод 34 млн. кВт мощности и к 2020 году ввод более 180 ГВт мощности. На эти цели планируется получить инвестиций на сумму более 11 млрд. руб. в ценах соответствующих лет. [1]

Планируется покрыть нехватку в электроэнергии за счет строительства новых высокоэффективных ПГУ-ТЭС, которые придут на смену мощным ПТУ ТЭС.

Актуальность проекта обосновывается целями и приоритетами энергетической стратегии России на период до 2030 года с учетом энергетической стратегии России на период до 2035 года, разработанной во исполнение поручения Президента Российской Федерации от 6 июля 2013 г. № Пр-1471 о корректировке Энергетической стратегии России на период до 2030 года. [2]

В электроэнергетической отрасли накоплен немалый груз проблем, среди которых:

- дефицит генерирующих в ряде регионов страны (включая Томскую область);
- удовлетворение потребностей экономики и населения страны в электрической энергии (мощности) по доступным конкурентоспособным ценам, обеспечивающим окупаемость инвестиций в электроэнергетику;

- снижение надежности электроснабжения, обусловленное высоким износом основных производственных фондов и отсутствием необходимых инвестиций для их масштабного и своевременного обновления;
- длительное технологическое отставание в создании и освоении современных парогазовых, экологически чистых угольных и электросетевых технологий;
- низкая энергетическая и экономическая эффективность отрасли (низкий коэффициент полезного действия большинства тепловых электростанций, высокие потери в электрических сетях, неоптимальная загрузка генерирующих мощностей в Единой энергетической системе России, в том числе наличие "запертых" мощностей).

Для решения проблем, указанных выше, предлагается обновление парка электроэнергетического оборудования за счет вывода из эксплуатации экономически неэффективных, физически и морально устаревших единиц оборудования с дальнейшим вводом необходимого объема новых мощностей, преимущественно за счет нетепловых электростанций. Заменой устаревших угольных паросиловых энергоблоков ТЭС на высокоэффективные парогазовые с КПД 53-55 %. Создание в электроэнергетической отрасли условий для привлечения инвестиций и конкурентоспособности субъектов.

Актуальность ПГУ-ТЭС обусловлена рядом преимуществ, основными из которых являются:

- относительно короткие сроки изготовления (строительства) станции полной заводской готовности мощностью;
- повышение уровня надёжности электроснабжения потребителей;
- высокий уровень экологической безопасности, характеризующийся уровнем вредных выбросов, который для современных ГТУ – до 25 см³/м³, а также уровнем шума не более 85 дБ на расстоянии в один метр;

- высокая степень экологичности позволяет устанавливать в непосредственной близости от потребителя позволяя сократить протяжённость электрических сетей;
- высокая степень автоматизации процесса эксплуатации позволяет отказаться от постоянного обслуживающего персонала;
- срок эксплуатации составляет 15-25 лет для ГТУ при сроках окупаемости 3-5 лет;
- относительная низкая себестоимость выработанной электроэнергии, обусловленная использованием высококачественного топлива, отсутствием постоянного оперативного персонала и малыми потерями в сетях;
- современные ПГУ-ТЭС имеют модульное исполнение, что освобождает от необходимости сооружения стационарного здания, сокращает затраты на общую строительную часть и время монтажа станции.

Исходя из программы развития электроэнергетики Томской области на период 2020-2024 годы необходимыми аспектами являются: разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей на территории Томской области, по обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) с учетом актуальной информации о перспективных нагрузках потребителей, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики на территории Томской области. [3]

В рамках ВКР была поставлена задача - разработать проект электростанции с высокоэффективной энергетической установкой, удовлетворяющей стратегии развития страны, и также цели проекта, а именно снизить дефицит электроэнергии в регионе.

На территории вблизи г. Томск предлагается спроектировать ПГУ-ТЭЦ 350 МВт. Основной производственной деятельностью ПГУ-ТЭЦ 350 МВт будет являться производство электрической энергии. Суммарная электрическая

мощность станции составляет 350 МВт. Основным (проектным) топливом для ПГУ-ТЭЦ 350 МВт служит газ газопровода Парабель-Кузбасс.

1 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА

1.1 Общая характеристика региона

Томская область, как субъект Российской Федерации (РФ), входит в состав Сибирского Федерального округа (СФО), расположена на юго-востоке Западно-Сибирской равнины и граничит: на севере - с Тюменской областью и ХМАО (Югрой), на западе - с Омской областью, на юго-западе - с Новосибирской областью, на юге - с Кемеровской областью, на востоке - с Красноярским краем. Площадь территории Томской области - 314,4 тыс. км², что составляет 1,84 % площади Российской Федерации (на 01.01.2019). Протяженность области с севера на юг - около 600 км, с запада на восток - 780 км. По площади область занимает 5-е место среди регионов Сибири и 16-е место в России. [4]

Большая часть территории региона труднодоступна за счет преобладания тайги. Лес и кустарники занимают 63,7 % площади территории, болота - 29,2 % (в частности, одно из крупнейших в мире Васюганское болото), озера и реки 1,9 %, сельскохозяйственные угодья - 4,4 %. В Томской области находится около 20 % лесных ресурсов Западной Сибири. Площадь, покрытая лесом - 19249,4 тыс. га. Общий запас древесины составляет 2,8 млрд. м³, в том числе хвойных - 1,6 млрд. м³, из которых наиболее ценными являются сосна, кедр, ель, пихта. По общим запасам леса область занимает 3-е место среди регионов Сибирского федерального округа. [4]

На современной карте Томской области - 139 муниципальных образований, из них: 16 муниципальных районов, 4 городских округа (г. Томск, г. Кедровый, г. Стрежевой, ЗАТО г. Северск), 3 городских (г. Колпашево, г. Асино, п. Белый Яр) и 116 сельских поселений. Административным центром является г. Томск. [4]

Численность постоянного населения Томской области на 1 января 2019 года составила 1077,8 тыс. чел., в том числе:

- городского населения - 781,752 тыс. чел.; [4]
- сельского населения - 296,044 тыс. чел. [4]

Таким образом, на 1 января 2019 года удельный вес городского населения составил 72,4 %, а плотность населения - 3,43 чел./км². [4]

В настоящее время в Томской области функционируют автомобильный, железнодорожный, водный, трубопроводный и воздушный транспорт. Внутриобластные перевозки грузов осуществляются в основном речным и автомобильным транспортом.

В экономике Томской области сочетается два основных стратегических преимущества - сырьевые ресурсы и интеллект. По объему валового регионального продукта на душу населения регион входит в тройку лидеров СФО. В структуре валового регионального продукта Томской области наибольший удельный вес имеет сектор добычи полезных ископаемых (углеводородное сырье). Затем следуют обрабатывающие производства, транспорт и связь, торговля, сельское хозяйство, строительство. [4]

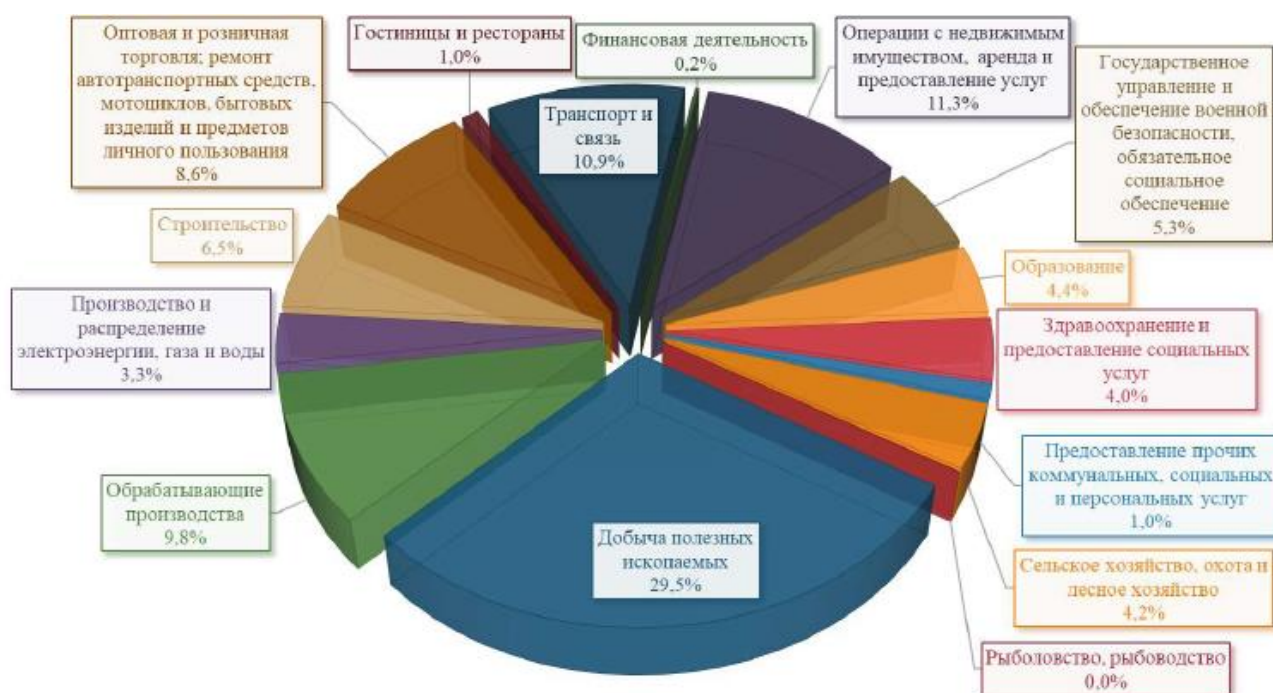


Рисунок 1.1 - Структура валового регионального продукта Томской области по видам экономической деятельности

По объему инвестиций в основной капитал на душу населения Томская область входит в число лидеров СФО и в двадцатку лучших регионов в целом по России. Экономика Томской области характеризуется высокими значениями инвестиций в основной капитал при относительно умеренной активности

иностранных инвесторов. Основными генераторами инвестиционной активности в регионе являются предприятия добывающего комплекса и энергетики, нефтехимической и химической промышленности, входящие в крупные российские холдинги, а также предприятия лесопромышленного комплекса, сферы производства радиоэлектроники и электрооборудования, машиностроения, пищевой промышленности и агропромышленного комплекса. Основные отрасли промышленности: нефтегазовая, химическая и нефтехимическая, машиностроение, атомная, электроэнергетика, лесопромышленный комплекс и пищевая промышленность. [4]

1.2 Анализ состояния электроэнергетики Томской области

1.2.1 Общая характеристика энергосистемы Томской области

Энергосистема Томской области является одной из десяти региональных энергосистем, входящих в Объединенную энергосистему Сибири (ОЭС Сибири).

В энергосистеме Томской области по состоянию на 01.01.2019г. находится в эксплуатации 9 электростанций (с установленной мощностью свыше 5 МВт) суммарной установленной мощностью 1036,4 МВт. Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-1, Томская ТЭЦ-3 принадлежат АО «Томская генерация». ТЭЦ СХК принадлежит АО «ОТЭК». Остальные пять - электростанции промышленных предприятий: вспомогательная котельная принадлежит ООО «Томскнефтехим», ГТЭС Игольско-Талового нмр, ГТЭС 2×6 МВт Игольско-Талового нмр, ГТЭС Двуреченская принадлежат АО «Томскнефть» ВНК, Шингинская ГТЭС - ООО «Газпромнефть-Восток».

Также действуют ГПЭС «Герасимовская» ООО «СЭС», ГПЭС «Южно-Черемшанская» ООО «Норд-Сервис», ГТЭС Западно-Полуденного нмр ЗАО «ЭнергоСервис», а также ГЭС ООО «Томская генерирующая компания». Все указанные электростанции работают параллельно с ЕЭС России.

Функции оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом энергосистем Кемеровской и Томской области осуществляет Филиал

АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ. Представительство АО «СО ЕЭС» в Томской области обеспечивает взаимодействие с субъектами электроэнергетики, органами исполнительной власти Томской области, территориальными органами Ростехнадзора, МЧС России.

АО «Томская генерация» осуществляет производство электрической и тепловой энергии. В ведении компании находятся три электростанции: Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-3 и Томская ТЭЦ-1.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Кузбасское ПМЭС - предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью в Кемеровской и Томской областях. В эксплуатации Кузбасского ПМЭС на территории Томской области находятся ВЛ 220-500 кВ протяженностью 1176,68 км по трассе и 2150,33 км по цепям, 16 подстанций напряжением 220-500 кВ суммарной установленной трансформаторной мощностью 4102 МВА. [3]

ПАО «ТРК» - региональная электросетевая компания, осуществляющая передачу и распределение электроэнергии по электрическим сетям 0,4-6(10)-35-110 кВ на территории Томской области. ПАО «ТРК» с марта 2012 г. является ДЗО ПАО «Россети». В эксплуатации ПАО «ТРК» находятся линии 0,4-110 кВ протяженностью по цепям 18529 км, 137 подстанций напряжением 35-110 кВ общей мощностью 2962,0 МВА и 3288 трансформаторных и распределительных подстанций напряжением 6-10 кВ. В компанию входят пять производственных отделений: Центр управления сетями (ЦУС), Корпоративные и технологические автоматизированные системы управления (КиТАСУ), Центральные электрические сети (ЦЭС), Северные электрические сети (СЭС), Восточные электрические сети (ВЭС), в состав которых включены 19 районов электрических сетей. [3]

АО «Томскнефть» ВНК - в ведении предприятия находятся подстанции и воздушные линии напряжением 110 кВ, расположенные в районе Северо-Васюганских нефтяных месторождений, а также самые крупные в области автономные источники электроэнергии, газотурбинные электростанции (ГТЭС)

на Игольско-Таловом, Западно-Полуденном и Двуреченском месторождениях. Эксплуатацию объектов электроэнергетики, принадлежащих АО «Томскнефть» ВНК, осуществляет ООО «Энергонефть Томск» и ЗАО «Энерго Сервис». [3]

ООО «Энергонефть Томск» - предприятие, занимающееся вводом и эксплуатацией ЛЭП и электросетевого оборудования, реконструкцией, ремонтом и техническим перевооружением сетевых энергетических объектов на всех месторождениях нефти и газа, разрабатываемых АО «Томскнефть» ВНК, и расположенных большей частью на севере Томской области, а также на территории ХМАО, входит в число крупнейших электросетевых компаний Томской области. [3]

АО «СХК» - предприятие Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом». Основу АО «СХК» в настоящее время составляют пять заводов по обращению с ядерными материалами. Одно из основных направлений работы АО «СХК» - обеспечение атомных электростанций ядерным топливом. АО «СХК» - градообразующее предприятие ЗАТО Северск. В собственности АО «СХК» находится электросетевое хозяйство 35-110 кВ. ТЭЦ СХК установленной мощностью 449 МВт принадлежит АО «ОТЭК». [3]

ООО «Электросети» - предприятие создано 09.04.2012 г., является дочерним обществом ОАО «ГЭС». ООО «Электросети» осуществляет эксплуатацию электрических сетей, являющихся муниципальной собственностью, на основании решения собственника с 01.07.2012 г. В состав электросетевого хозяйства ООО «Электросети» входят две трансформаторные подстанции напряжением 110 кВ. [3]

ОАО «РЖД» - российская государственная компания, одна из крупнейших в мире транспортных компаний, владелец инфраструктуры, значительной части подвижного состава и важнейший оператор российской сети железных дорог. В состав электросетевого хозяйства ОАО «РЖД» на территории Томской области входят две трансформаторные подстанции напряжением 110 кВ. [3]

ООО «Горсети» - сетевая компания, созданная 01.04.1964г., функционирующая на территории Томской области. Протяженность электрических сетей всех классов напряжения более 1700 км, количество эксплуатируемых подстанций всех классов напряжения более 1255 единиц, в том числе 4 ПС 35 кВ. [3]

Также к электросетевым компаниям на территории Томской области относятся ООО «Сибирская электросеть», ООО «Томские электрические сети», АО «Оборонэнерго», ООО «ИнвестГрадСтрой».

Крупнейшей энергосбытовой компанией на всей территории Томской области является ПАО «Томскэнергосбыт», которая осуществляет покупку и реализацию электрической энергии в качестве гарантирующего поставщика. Компания также предоставляет услуги по комплексному обслуживанию средств измерений, организации комплексного учета электроэнергии, осуществляет разработку, организацию и реализации энергосберегающих мероприятий.

ООО «Томская генерирующая компания» является производителем электроэнергии на территории Томской области. На балансе компании находится ГЭС, установленная электрическая мощность которой 1000 кВт. [3]

1.2.2 Динамика потребления электроэнергии в Томской области

Динамика электрического потребления в регионе неравномерная из-за значительного влияния на уровень электропотребления температуры наружного воздуха. Также на электропотреблении отражается изменение объемов промышленного производства АО «СХК».

Динамика потребления электроэнергии на территории Томской области за последние 5 лет (далее Период) по данным исполнительных органов государственной власти Томской области представлена в таблице 1.2.2.1 и на рисунке 1.2.2.1.

Таблица 1.2.2.1 - Динамика потребления электроэнергии на территории Томской области за последние 5 лет по данным исполнительных органов государственной власти Томской области [3]

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	За 5 лет
Электропотребление, млн. кВт·ч	8923,60	8552,20	8627,40	8671,90	9047,49	-
Абсолютный прирост (снижение) электропотребления, млн. кВт·ч	23,2	-371,40	75,20	44,50	375,60	123,90
Среднегодовые темпы прироста (снижения), %	0,3	-4,2	0,9	0,5	4,3	1,4



Рисунок 1.2.2.1 - Динамика потребления электроэнергии Томской области по данным исполнительных органов государственной власти Томской области [3]

В 2018 году рост величины электропотребления составил 4,3% или 375,6 млн. кВт·ч. За весь Период рост электропотребления по данным исполнительных органов государственной власти Томской области составил 1,4 % или 123,9 млн. кВт·ч в абсолютном выражении.

В таблице 1.2.2.2 приведена структура электропотребления Томской области по основным группам потребителей за Период на основе данных территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Томской области.

Таблица 1.2.2.2 - Структура электропотребления Томской области по основным группам потребителей в процентах [3]

Группа потребителей	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Добыча полезных ископаемых	22,0	22,8	26,2	26,0	26,2
Обрабатывающее производство	20,4	21,3	22,1	22,1	22,1
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	12,2	11,1	11,9	12,0	12,0
Строительство	0,7	0,8	0,6	0,7	0,7
Транспорт и связь	7,1	6,6	9,6	9,5	9,3
Оптовая и розничная торговля	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Коммунальные, социальные и персональные услуги	1,3	1,5	1,4	1,5	1,5
Прочие виды	11,1	11,2	3,2	3,4	3,3
Население	14,3	14,5	14,6	14,4	14,5
ИТОГО	100	100	100	100	100

Наибольший максимум потребления мощности потребителей Томской области зафиксирован в 2014 году и составил 1363 МВт. С 2015 года происходит его постепенное снижение (в связи с экономической обстановкой, снижением производства), что соответствует общей динамике изменения максимумов потребления мощности по ЕЭС России. В 2016 году зафиксирован рост максимума потребления мощности на 3,8 % относительно уровня 2015 года, что связано со стабилизацией экономической ситуации и ростом промышленного производства, однако, в 2017 году падение максимума потребления мощности составило 44 МВт или 3,3 %, а в 2018 году еще 14 МВт или 1,1%.

Динамика изменения максимума потребления мощности потребителей Томской области Период представлена в таблице 1.2.2.3 и на рисунке 1.2.2.2.

Таблица 1.2.2.3 - Динамика изменения максимума потребления мощности ЭС Томской области за Период [3]

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	За 5 лет
Максимум потребления мощности, МВт	1363	1302	1351	1307	1293	-
Абсолютные прирост (снижение) максимума потребления мощности, МВт	-5	-61	49	-44	-14	-70
Среднегодовые темпы прироста/снижения, %	-0,4	-4,5	3,8	-3,3	-1,1	-5,1



Рисунок 1.2.2.2 - Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Томской области [3]

Томская область входит в десятку российских регионов, ведущих интенсивную добычу нефти и газа. В структуре валового регионального продукта Томской области наибольший удельный вес имеет сектор добычи полезных ископаемых (углеводородное сырье). По данным территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Томской области на добычу полезных ископаемых приходится более 20 % суммарного электропотребления.

Помимо предприятий нефтегазового комплекса на территории области функционируют предприятия химической, нефтехимической, атомной отраслей, машиностроения, лесопромышленного и строительного секторов, а также транспорта, сельского хозяйства и коммунально-бытового сектора.

Перечень основных крупных потребителей Томской области представлен в таблице 1.2.2.4.

Таблица 1.2.2.4 - Перечень основных крупных потребителей электроэнергии в Томской области [3]

Потребитель	Вид деятельности	Показатель	Годовой объем электропотребления				
			2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
АО «Томскнефть» ВНК	Добыча нефти и газа	ЭП, млн. кВт · ч	1751	1742	1823	1846	1817,1
		P_{max} , МВт	208	207	212	215	211,9
АО «СХК»	Производство урана; переработка, транспортировка и хранение ядерных материалов	ЭП, млн. кВт · ч	1362	1172	1149	626,8	627,7
		P_{max} , МВт	157	143	121	70	78,3
ООО «Томскнефтехим»	Выпуск полимерной продукции	ЭП, млн. кВт · ч	570	510	438	480	469,4
		P_{max} , МВт	79	78	50	55,5	54,4
АО «Транснефть-Центральная Сибирь»	Транспорт нефти	ЭП, млн. кВт · ч	251	245	250	226,4	211,7
		P_{max} , МВт	-	-	30,6	27,1	25,2
ОАО «РЖД»	Грузовые и пассажирские перевозки	ЭП, млн. кВт · ч	30	29,7	27,62	28,7	28,4
		P_{max} , МВт	7	-	-	6	6,8
ОАО «Томское пиво»	Производство напитков	ЭП, млн. кВт · ч	22	21,5	20,2	20,4	20,1
		P_{max} , МВт	3	3	2,9	3,0	3,0
ОАО «Томскгазпром»	Добыча нефти и газа	ЭП, млн. кВт · ч	17	18,6	21,8	21,9	22,1
		P_{max} , МВт	3	2	3,9	3,0	3,1
ООО «Томскводоканал»	Водоснабжение	ЭП, млн. кВт · ч	-	112,3	110,4	104,7	100,5
		P_{max} , МВт	-	-	12,6	13,9	3,8
АО «Томск РТС»	Теплоснабжение	ЭП, млн. кВт · ч	-	70,2	62,6	58,2	57,5
		P_{max} , МВт	-	-	4,4	7,7	4,1
ООО «Томлесдрев»	Переработка древесины	ЭП, млн. кВт · ч	-	46,4	64,8	87,0	95,6
		P_{max} , МВт	-	-	7,6	13,1	13,5
ООО «Газпром трансгаз Томск»	Транспортирование по трубопроводам газа	ЭП, млн. кВт · ч	201	211,6	-	123,8	100,7
		P_{max} , МВт	-	-	-	15,1	16,7
АО «Сибкабель»	Производство кабельной продукции	ЭП, млн. кВт · ч	28	28	-	30,0	12,1
		P_{max} , МВт	7,5	7,6	-	5,6	1,8
АО «НПО «Микроген»	Производство фармацевтических продуктов и изделий медицинского назначения	ЭП, млн. кВт · ч	10	-	-	8,1	9,2
		P_{max} , МВт	2	-	-	1,2	1,6
ОАО «Фармстандарт-Томскхимфарм»	Производство медикаментов	ЭП, млн. кВт · ч	3	2,6	-	2,8	2,4
		P_{max} , МВт	0,92	0,68	-	0,37	0,3
АО «РусКитИнвест»	Переработка древесины	ЭП, млн. кВт · ч	-	-	-	38,5	46,7
		P_{max} , МВт	-	-	-	6,0	6,6
ООО «Латат»	Производство плит МДФ и стеновых панелей	ЭП, млн. кВт · ч	-	-	90,5	54,0	-
		P_{max} , МВт	-	-	10,3	11,2	-

1.2.3 Структура установленной электрической мощности и выработки электроэнергии

По состоянию на 01 января 2019 года суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Томской области, работающих параллельно с ЕЭС России, составила 1 036,4 МВт. [3]

Централизованное электроснабжение потребителей Томской области осуществлялось девятью электростанциями, три из которых находятся в ведении АО «Томская генерация»:

- Томская ГРЭС-2 установленной мощностью 331 МВт; [5]
- Томская ТЭЦ-3 установленной мощностью 140 МВт; [5]
- Томская ТЭЦ-1 установленной мощностью 14,7 МВт. [5]

Суммарная установленная мощность электростанций АО «Томская генерация» составляет 485,7 МВт. [5]

В г. Северск функционирует ТЭЦ СХК установленной мощностью 449,0 МВт. [3]

В г. Томске функционирует вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим» установленной мощностью 17,7 МВт. [3]

Оставшиеся четыре электростанции являются электростанциями промышленных предприятий, три из которых суммарной установленной мощностью 60,0 МВт принадлежат АО «Томскнефть» ВНК, четвертая Шингинская ГТЭС установленной мощностью 24 МВт принадлежит ООО «Газпромнефть-Восток». [3]

Структура установленной электрической мощности Томской области с выделением информации по вводам, демонтажам электроэнергетических объектов представлена в таблице 1.2.3.1.

Таблица 1.2.3.1 - Структура установленной электрической мощности Томской области с выделением информации по вводам, демонтажам электроэнергетических объектов на начало 2019 года [3]

Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт
Всего по энергосистеме Томской области	1036,4
Электростанции АО «Томская генерация»	485,7
СП ГРЭС-2	331,0
СП ТЭЦ-3	140,0
СП ТЭЦ-1	14,7
Электростанции АО «ОТЭК»	449,0
ТЭЦ СХК	449,0
Электростанции АО «Томскнефть ВНК»	60,0
ГТЭС 2 · 6 МВт Игольско-Талового нмр	12,0
ГТЭС Игольско-Талового нмр	24,0
ГТЭС Двуреченская	24,0
Электростанции ООО «Томскнефтехим»	17,7
Вспомогательная котельная	17,7
Электростанции ОАО «Томскгазпром»	0,0
Мыльджинская ГДЭС	0,0
Электростанции ООО «Газпромнефть-Восток»	24,0
Шингинская ГТЭС	24,0
Вывод электрической мощности в 2018 году	0,0
Ввод электрической мощности в 2018 году	0,0

Суммарная выработка электроэнергии за 2018 год электростанциями энергосистемы Томской области составила 3456,232 млн. кВт·ч.

100 % электроэнергии энергосистемы Томской области производится на тепловых электростанциях.

Структура выработки электроэнергии с распределением по собственникам электростанций представлена в таблице 1.2.3.2.

Таблица 1.2.3.2 - Структура выработки электроэнергии с распределением по Собственникам [3]

Наименование электростанции	Выработка за 2018 год, млн. кВт · ч	Доля выработки, %
Всего по энергосистеме Томской области	3456,231	100
Электростанции АО «Томская генерация»	1856,721	53,7
СП ГРЭС-2	1081,370	31,3
СП ТЭЦ-3	774,500	22,4
СП ТЭЦ-1	1,851	0,05
Электростанции АО «ОТЭК»	1015,410	29,4
ТЭЦ СХК	1015,410	29,4
Электростанции АО «Томскнефть ВНК»	288,750	8,4
ГТЭС 2 · 6 МВт Игольско-Талового нмр	86,616	2,5
ГТЭС Игольско-Талового нмр	71,021	2,1
ГТЭС Двуреченская	131,112	3,8
Электростанции ООО «Томскнефтехим»	114,072	3,3

Продолжение таблицы 1.2.3.2

Наименование электростанции	Выработка за 2018 год, млн. кВт · ч	Доля выработки, %
Вспомогательная котельная	114,072	3,3
Электростанции ООО «Газпромнефть-Восток»	181,279	5,2
Шингинская ГТЭС	181,279	5,2

Кроме электростанций, осуществляющих централизованное электроснабжение потребителей Томской области, на территории области расположены электростанции, работающие на изолированную нагрузку, осуществляющие электроснабжение как отдельных крупных промышленных предприятий, так и электроснабжение удаленных населенных пунктов. По данному признаку к электростанциям, осуществляющим электроснабжение крупных промышленных потребителей (преимущественно нефтегазодобывающих компаний), можно отнести газопоршневые электростанции ООО «Газпромнефть-Восток», такие как: ГПЭС Арчинского месторождения (установленная мощность всех работающих газопоршневых агрегатов на 01.01.2019г. составила 4,62 МВт); ГПЭС Южно-Табаганского месторождения (установленная мощность всех газопоршневых агрегатов на 01.01.2019 г. составила 3,08 МВт), электростанции ОАО «Томскгазпром»: ЭС Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (установленная мощность на 01.01.2017г. составила 7,5 МВт), ЭС Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (установленная мощность на 01.01.2019г. составила 30,5 МВт). [3]

Электроснабжение удаленных населенных пунктов в децентрализованной зоне электроснабжения на северо-востоке Томской области на правом берегу реки Оби осуществляется преимущественно от дизельных электростанций (ДЭС). Дизельные электростанции являются муниципальной собственностью и эксплуатируются обслуживающими их энергоснабжающими организациями на праве хозяйственного ведения и аренды. Суммарная установленная мощность всех ДЭС Томской области составляет 12,69 МВт. Парк генераторного оборудования ДЭС Томской области относительно молодой - большинство

ДЭС введены в работу после 2000 года, однако, наработка за срок эксплуатации на 50 % ДЭС превышает заявленный моторесурс. [3]

1.2.4 Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности в энергосистеме Томской области

Балансы мощности на собственный максимум потребления мощности Томской энергосистемы за Период приведены в таблице 1.2.4.1 (данные приведены на час собственного максимума потребления мощности энергосистемы Томской области). Данные приводятся по электростанциям установленной мощностью 5 МВт и более работающих синхронно с энергосистемой.

Таблица 1.2.4.1 - Балансы мощности энергосистемы Томской области на час собственного максимума потребления мощности за Период, МВт [3]

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
ПОТРЕБНОСТЬ					
Максимум потребления мощности	1363	1302	1351	1307	1293
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность	1095,9	1119,9	1043,9	1043,9	1036,4
ТЭС:	485,7	485,7	485,7	485,7	485,7
СП ГРЭС-2	331,0	331,0	331,0	331,0	331,0
СП ТЭЦ-3	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
СП ТЭЦ-1	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
Электростанции промышленных предприятий:	610,2	634,2	558,2	558,2	550,7
ТЭЦ СХК	549,0	549,0	449,0	449,0	449,0
Вспомогательная котельная	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
ГТЭС 2 · 6 МВт Игольско-Талового нмр	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
ГТЭС Игольско-Талового нмр	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
ГТЭС Двуреченская	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Мыльджинская ГДЭС	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Шингинская ГТЭС	-	-	24,0	24,0	24,0
Располагаемая мощность	1065,9	1073,1	1015,7	1015,7	1015,97
Мощность в резерве	163,9	144,1	454,05	433,5	314,5
Мощность, участвующая в максимуме потребления мощности	777,0	729,0	531,6	550,2	565,3
Сальдо перетоков из смежных энергосистем	586,0	572,8	819,1	757,3	727,3

Баланс мощности энергосистемы Томской области в Период складывался дефицитно.

Величина установленной мощности электростанций Томской области за Период изменялась в пределах 100 МВт и находилась в диапазоне 1036,4-

1119,9 МВт. Изменение располагаемой мощности энергосистемы Томской области в Период связано с вводом в эксплуатацию генерирующего оборудования на ГТЭС Двуреченская, ГТЭС Шингинская, а также в связи с выводом из эксплуатации турбоагрегата № 14 мощностью 100 МВт ТЭЦ СХК и демонтажем Мыльджинской ГДЭС. [3]

Необходимо отметить, что величина дефицита мощности ЭС Томской области составляет до 60 % от собственного максимума потребления мощности. Оставшаяся часть нагрузки покрывается за счет перетоков мощности из соседних энергосистем. [3]

Баланс электрической энергии энергосистемы Томской области за Период в соответствии с проектом схемы и программы развития электроэнергетики ЕЭС 2019-2025 представлен в таблице 1.2.4.2 и на рисунке 1.2.4. Данные приводятся по электростанциям установленной мощностью 5 МВт и более работающих синхронно с энергосистемой.

Таблица 1.2.4.2 - Баланс электрической энергии энергосистемы Томской области за Период, млн. кВт · ч [3]

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
ПОТРЕБНОСТЬ					
Энергопотребление	8923,6	8552,2	8627,4	8151,5	8345,2
ПОКРЫТИЕ					
Выработка	4734,0	3758,4	3501,4	3479,2	3456,2
ТЭС:	2347,5	2059,5	1829,0	1853,1	1856,7
СП ГРЭС-2	1518,5	1254,9	1168,3	1103,6	1080,4
СП ТЭЦ-3	779,2	779,3	649,2	746,1	774,5
СП ТЭЦ-1	49,8	25,3	11,4	3,3	1,9
Электростанции промышленных предприятий:	2356,5	1698,9	1672,5	1626,1	1599,5
ТЭЦ СХК	1937,0	1235,0	1170,0	1024,7	1015,4
Вспомогательная котельная	104,6	104,3	108,9	119,3	114,1
ГТЭС 2 · 6 МВт Игольско-Талового нмр	89,7	88,4	93,9	87,5	86,6
ГТЭС Игольско-Талового нмр	136,0	136,8	119,2	90,8	71,0
ГТЭС Двуреченская	118,7	134,5	127,8	130,5	131,1
Мыльджинская ГДЭС	0,5	-	-	-	-
Шингинская ГТЭС	-	-	52,7	173,3	181,3
Сальдо перетоков из смежных энергосистем	4189,6	4793,6	5126,0	4672,3	4889,0

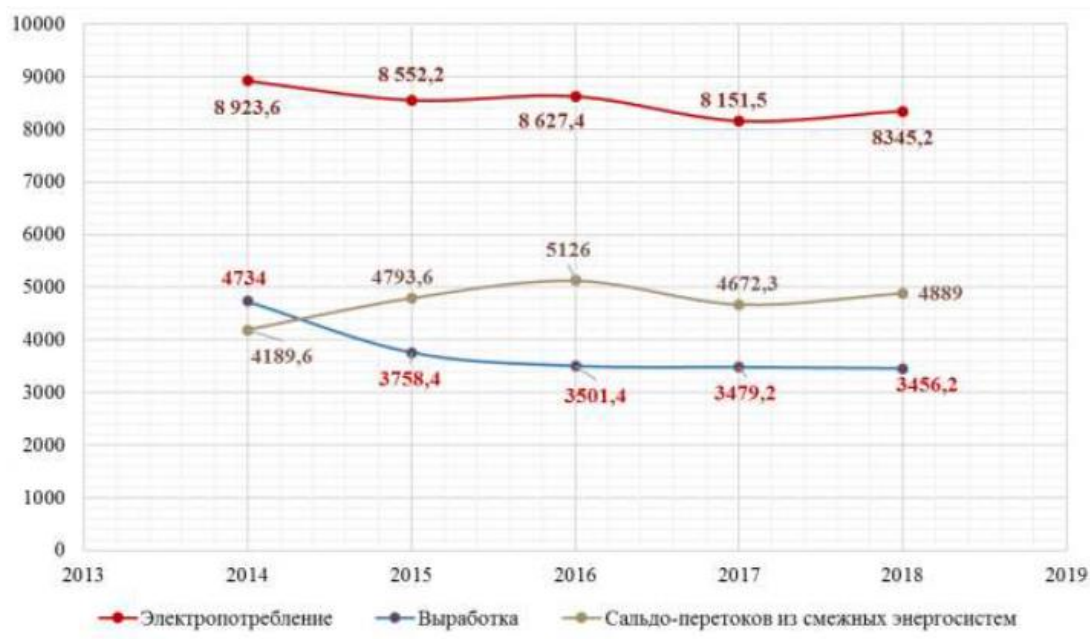


Рисунок 1.2.4 - Балансы электрической энергии энергосистемы Томской области за Период, млн. кВт · ч [3]

Анализ балансов электроэнергии показывает, что за весь рассматриваемый период энергосистема Томской области являлась дефицитной. В Период годы суммарный переток электроэнергии по межсистемным линиям в энергосистему Томской области находился в диапазоне 4189,6 - 5126,0 млн. кВт · ч.

Одной из важнейших задач, решаемых в регионе, является обеспечение устойчивого развития энергосистемы Томской области при обязательном согласовании с перспективами развития всей совокупности потребителей в ее пределах и с учетом ее функционирования в составе ОЭС Сибири.

Прогноз спроса на электрическую мощность и энергию в соответствии с проектом схемы и программы развития электроэнергетики ЕЭС 2019-2025 представлен в таблице 1.2.4.3.

Таблица 1.2.4.3 - Прогноз потребления электроэнергии и мощности Томской области [3]

Показатель	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Электропотребление, млн. кВт · ч	8285	8337	8359	8364	8371	8412
Потребность (собственный максимум), МВт	1308	1315	1324	1325	1326	1328

Прогнозируемый прирост спроса на электрическую энергию по энергосистеме Томской области (127 млн. кВт · ч к концу прогнозного периода) будет связан с увеличением потребности в электрической энергии за счет увеличения величины присоединенной мощности по существующим присоединениям и за счет ввода новых потребителей. [3]

1.3. Мероприятия по развитию генерирующих источников электроэнергии Томской области

На основании информации, представленной в проекте Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы, а также на основании утвержденных технических условий на технологическое присоединение, в период 2019-2025 годы планируется в 2021 году вывод трех блоков ТЭЦ СХК АО «ОТЭК» суммарной мощностью 300 МВт. В категории дополнительные вводы/выводы (категория дополнительные вводы) запланирован демонтаж турбогенератора ст.№5 Т-43-90 мощностью 43 МВт Томской ГРЭС-2 АО «Томская генерация» в 2022 году, демонтаж блоков № 1 ВТ-25-4 мощностью 25 МВт, № 2 ВПТ-25-3 мощностью 25 МВт, № 6 ВК-50-2М мощностью 60 МВт, № 7 ВПТ-25-3 мощностью 25 МВт ТЭЦ СХК в 2023 году и ввод турбогенераторов 1 ПР-30/35-90/10/1,2, 2 ПР-30/35-90/10/1,2, 13 Тп-100/110-90 ТЭЦ СХК в 2023 году мощностью 30 МВт, 30 МВт, 100 МВт соответственно. [3]

Исходя из планируемого ввода новой генерируемой мощности 300 МВт, проект электростанции (блока), предполагаемой темой ВКР, может быть рассмотрен для вышепоставленных целей в виде отдельной структурной единицы или как методы расширения уже существующих структурных единиц.

2 ВЫБОР И РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ

Прототип принципиальной тепловой схемы (рисунок 2) включает в себя две ГТУ, два проектируемых КУ с газовыми подогревателями конденсата (ГПК), деаэратор и паровую турбину теплофикационного типа. Деаэратор питается паром из коллектора, к которому присоединены трубопроводы контуров низкого давления КУ.

На рисунке 2: 1 - трубопровод подачи воды в камеры сгорания (экологический впрыск); 2 - питательные насосы ВД; 3 и 3' - паропроводы свежего пара; 4 и 4' - впрыски конденсата для поддержания температуры свежего пара; 5 и 5' - пар контура ИД; 6 - конденсатор; 7 - конденсатные насосы первого подъема; 8 - БОУ; 9 - конденсатные насосы второго подъема; 10 - охладитель уплотнений; 11 и 11' - питательная вода для котлов-утилизаторов; 12 и 12' - ГПК; 13 и 13' - насосы рециркуляции ГПК; 14' - подача питательной воды в деаэратор на деаэрацию; 15 - деаэратор; 16 - коллектор собственных нужд; 17 и 17' - подача питательной воды в экономайзер ВД; 18 - питательные насосы ИД; 19 и 19' - питательная вода в барабаны контуров котлов.

В камеры сгорания (КС) ГТУ подается основное топливо (газ) или резервное топливо (мазут). После устанавливается режим работы КС соответствующим расходом топлива и положением лопаток входного направляющего аппарата компрессора. При малой мощности ГТУ для уменьшения выбросов оксидов азота по трубопроводам 1 с помощью питательных насосов высокого давления (ПНВД) 2 осуществляется экологический впрыск воды в камеры сгорания. На выходе из каждой ГТУ при выработке мощности формируется поток горячих газов различного расхода и температуры. Эти потоки газов направляются в отдельные вертикальные котлы- утилизаторы КУ-1 и КУ-2. Контур ВД котлов вырабатывают пар ВД, который каждый по своему паропроводу 3 и 3' направляется в паровую турбину ПТ. Если температура наружного воздуха высокая, следовательно, становится чрезмерно высокой температура пара, то в паропроводы 4 и 4' впрыскивается

конденсат для уменьшения его температуры. Аналогично работают контуры НД КУ-1 и КУ-2, вырабатывая пар НД и по паропроводам 5 и 5' направляя его в промежуточную ступень паровой турбины. При нагрузке ГТУ от 60 до 100% паровая турбина работает при переменных (скользящих) параметрах на входе, в связи с тем, что расходы и параметры генерируемого котлами пара не регулируются. Из этого следует, что мощность паровой турбины никак не регулируется и мощность всего энергоблока определяется только расходом топлива в камеры сгорания ГТУ. Пар, отработавший в турбине, направляется в конденсатор 6, конденсируется и конденсатными насосами первого подъема 7 подается в БОУ. После очистки конденсат подается конденсатными насосами второго подъема 9 в охладитель концевых уплотнений 10 паровой турбины. Далее конденсат по трубопроводам 11 и 11' подается на вход 17 котлов-утилизаторов в газовые подогреватели конденсата (ГПК) 12 и 12'. Насосами рециркуляции 13 и 13' перед ГПК поддерживается постоянная температура конденсата (в районе 60 °С). Затем из каждого ГПК по трубопроводам 14 и 14' конденсат направляется в общий деаэратор 15. Нагрев конденсата в деаэраторе до температуры насыщения осуществляется паром из коллектора собственных нужд 16, питаемого паром из контуров НД котлов. Питательная вода собирается в баке деаэратора. Далее конденсатными насосами НД 18 по трубопроводам 19 и 19' она подается в барабаны НД котлов, где генерируется пар НД. Насосы ВД 2 подают конденсат в контуры ВД.

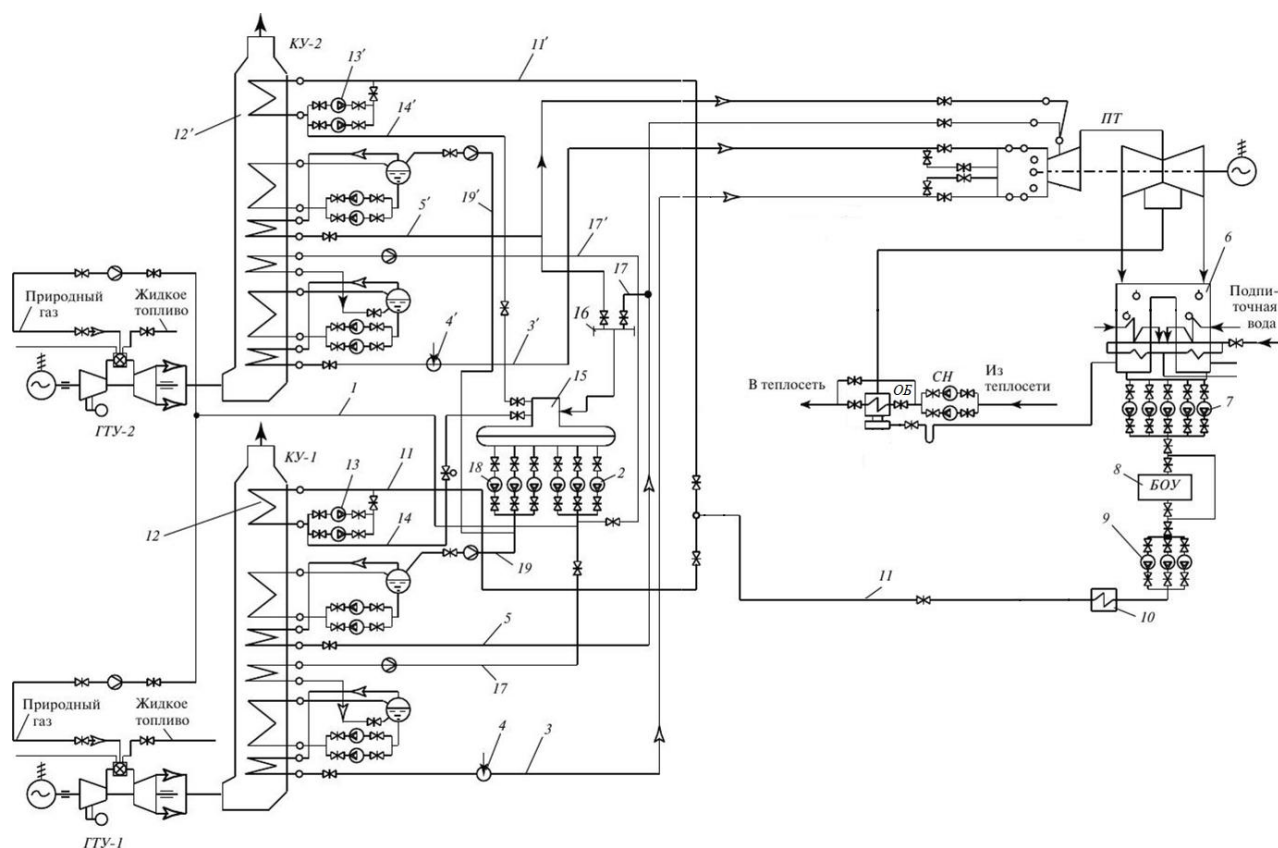


Рисунок 2 – Прототип тепловой схемы ПГУ ТЭЦ

В качестве основного оборудования проектируемой ПГУ ТЭЦ выбраны 2 ГТУ 9E.03 производства General Electric и 1 ПТУ Т-63/76-8,8 производства АО «Уральский турбинный завод» (УТЗ), номинальные характеристики которых представлены в таблицах 2.а и 2.б соответственно. Также на рисунке 2.а представлен общий вид ГТУ 9E.03, на рисунках 2.б и 2.в, соответственно, представлены продольный разрез турбины Т-63/76-8,8 и ее тепловая схема.

Таблица 2.а – Характеристики ГТУ 9E.03 [6]

Величина	Обозначение	Размерность	Значение
Производитель	General Electric		
Номинальная мощность	$N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}$	МВт	132
Количество ступеней турбины	$Z_{\text{ГТУ}}$	шт.	3
Отношение давлений компрессора	ε	-	13,1
Количество ступеней компрессора	$Z_{\text{К}}$	шт.	17
Температура газов на выходе из турбины	$T_4 = \theta_d$	°C	544

Таблица 2.6 – Характеристики турбины Т-63/76-8,8 [7]

Величина	Обозначение	Размерность	Значение
Производитель	АО «Уральский турбинный завод»		
Максимальная электрическая мощность	$N_{э}^{пту}$	МВт	76
Номинальная тепловая нагрузка	$Q_T^{пту}$	Гкал/час	90
Номинальные характеристики пара ВД			
Давление	$P_0^{ВД}$	МПа	9
Температура	$t_0^{ВД}$	°С	505
Расход	$D_0^{ВД}$	кг/с	62
Номинальные характеристики пара НД			
Давление	$P_0^{НД}$	МПа	0,6
Температура	$t_0^{НД}$	°С	205
Расход	$D_0^{НД}$	кг/с	15
Давление в конденсаторе	P_k	кПа	5

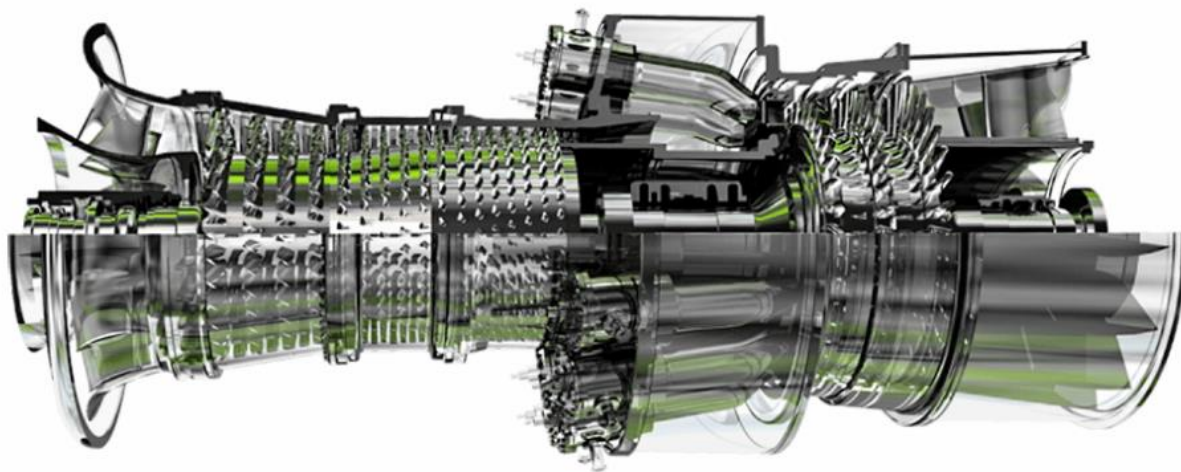


Рисунок 2.а – Общий вид ГТУ 9Е.03 [6]

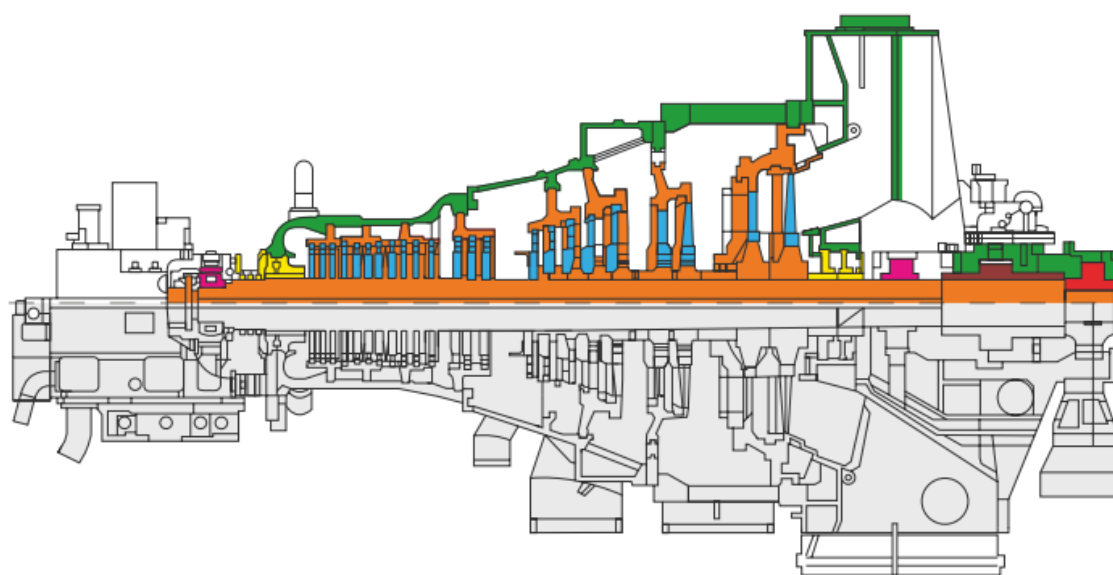


Рисунок 2.б – Продольный разрез турбины Т-63/76-8,8 [7]

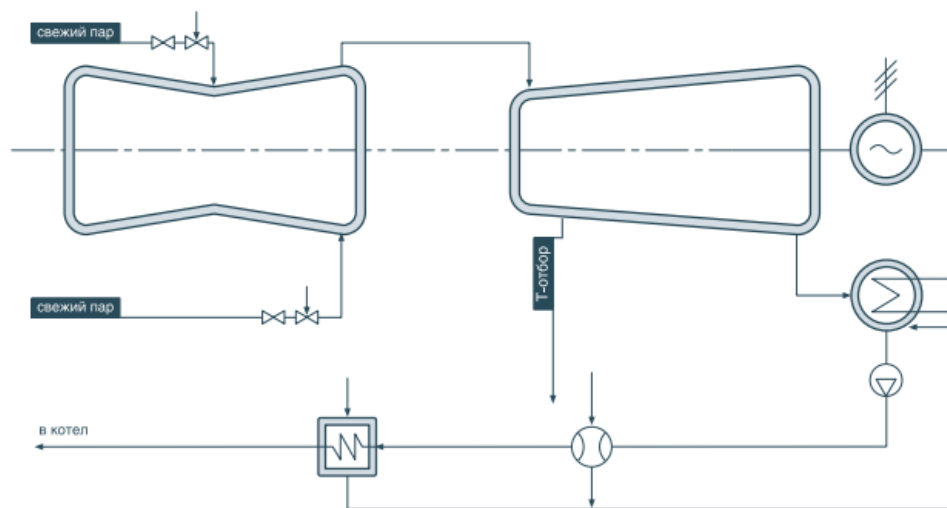


Рисунок 2.в – Тепловая схема турбины Т-63/76-8,8 [7]

3 ВОПРОСЫ КОМПОНОВКИ

3.1 Выбор площадки строительства

Основными критериями при выборе площадки строительства проектируемой ТЭЦ (рисунок 8.1) являлись следующие факторы:

- минимизация ущерба, причиняемого природной среде;
- обеспечение надежности и безаварийности при эксплуатации;
- обеспечение устойчивого развития территорий, развития инженерной, транспортной и социальной инфраструктуры;
- размещение в центре или близко к центру перспективных потребителей энергии с целью минимизации затрат на строительство.

Площадка предполагаемого строительства расположена на не застроенной территории. Ближайшие жилые зоны расположены на расстоянии 400-500 метров в каждом направлении от объекта, кроме северного. В связи с удаленностью объекта от источника постоянного водозабора для технических нужд принимается обратная система технического водоснабжения с градирней башенного типа.

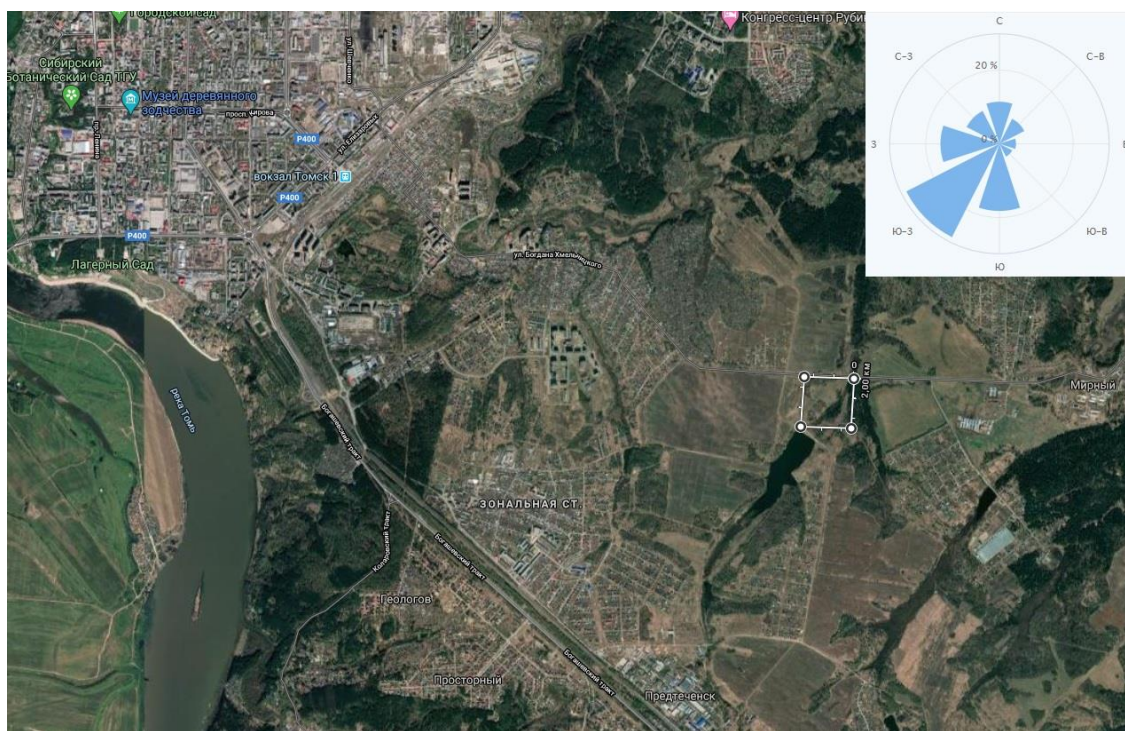


Рисунок 3.1 – Границы площадки под строительство проектируемой ТЭЦ на плане города Томск

Основными объектами на площадке ТЭЦ являются следующие здания и сооружения:

- главный корпус с основным оборудованием;
- блок подготовки природного газа с дожимными компрессорными станциями;
- блочный газорегуляторный пункт полной заводской готовности;
- хозяйство резервного (дизельного) топлива в составе резервуарного парка, насосной дизельного топлива;
- РУСН 6 кВ, КРУЭ 110 кВ;
- блок вспомогательных ремонтных цехов;
- сооружения технического водоснабжения;
- насосная пожаротушения с резервуарами запаса воды;
- очистные сооружения ливневых вод;
- резервные дизель-электростанции;
- административно-бытовой корпус совмещенный с КПП и защитным сооружением гражданской обороны.

3.2 Компоновка главного корпуса

В главном корпусе блокированы основные производственные и вспомогательные структурные единицы.

Объемно-планировочные решения позволяют рационально организовать связь всех производственных структур и помещений между собой и органично использовать объемы всего здания, разместив, кроме основного оборудования, необходимое электротехническое оборудование, производственно-административный блок с бытовыми и служебными помещениями.

Оборудование ТЭЦ предлагается расположить в главном корпусе, включающем отделение газификации, отделение газовых турбин, отделение котлов-утилизаторов, отделение ПТУ и объединенный вспомогательный корпус (ОВК). В ОВК располагается оборудование ВПУ, электротехнические

помещения, вспомогательные помещения, главный щит управления, служебные и бытовые помещения. [16]

Для механизации ремонтных работ в отделениях ГТУ, КУ и ПТУ предусматривается установка грузоподъемных механизмов. В отделениях предусмотрены места для ремонтных площадок, площадки выема оборудования, площадки обслуживания на всех необходимых уровнях. [16]

Дымовая труба устанавливается в непосредственной близости от главного корпуса. [16]

Несущей конструкцией каркаса здания являются поперечные рамы. Устойчивость рам в продольном и поперечном направлении обеспечивается вертикальными связями по колоннам, жестким диском покрытия и горизонтальными связями по покрытию. Для элементов каркаса применяются прокатные профили из низколегированной стали. Заводские соединения выполняются на сварке, монтажные на болтах и сварке. [16]

Перекрытия ОВК сборные железобетонные и монолитные по несъемной опалубке.

В качестве наружного ограждения стен и покрытия зданий применены облегченные трехслойные с минераловатным утеплителем.

3.3 Компоновка энергоблока ПГУ

Конфигурация проектируемой ПГУ выполнена по схеме дубль-блока («2+1»). Она состоит из двух полублоков и включает две газовые турбины, сопряженных с собственным котлом-утилизатором, и одной на блок паровой турбины с конденсатором. Данная конфигурация допускает большую гибкость в работе. Если потребность в электроэнергии невелика, то один полублок (газовая турбина с собственным котлом-утилизатором) можно отключить, в то время как другой полублок будет работать на номинальную мощность, обеспечивая высокую эффективность ПГУ.

Выбранная конфигурация ПГУ позволяет оптимизировать компоновку следующим образом: легче избежать пересечения паропроводов, воздухозаборного канала, конденсатора и каналов вывода электроэнергии. Еще одним преимуществом является то, что паропроводы не требуется трассировать параллельно оси ГТУ. Также воздухозабор ГТУ может осуществляться как сверху, так и сбоку, так как мало влияет на общую компоновку. Компенсация тепловых расширений паропроводов естественным образом создается расположением котлов-утилизаторов относительно паровой турбины. Выхлоп паровой турбины может быть выбран осевой, боковой или нижний.

Также в выбранной компоновке с одной паровой турбиной допустимо применение более экономичного парового цикла с повышенным давлением острого пара. Данное увеличение мощности даёт экономический эффект на паровой турбине, конденсаторе и связанном с ним оборудовании. Меньшее количество вращающегося оборудования в энергоблоке уменьшает число электрических контуров, что также экономически целесообразнее. [10]

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ81	Кугутко Николаю Владимировичу

Школа	ИШЭ	Отделение (НОЦ)	им. И. Н. Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску. Оклад руководителя – 26 300 руб. Оклад инженера – 17 000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Премияльный коэффициент 30%; Коэффициент доплат и надбавок 15%; Коэффициент дополнительной заработной платы 13%; Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	- Анализ конкурентных технических решений; - Инициация проекта; - SWOT – анализ.
2. Разработка устава научно-технического проекта	Формирование плана и графика проекта: - определение структур работ; - определение трудоемкости работ; - разработка диаграммы Ганта.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Формирование бюджета затрат проекта: - материальные затраты; - заработная плата (основная и дополнительная); - отчисления на социальные цели; - накладные расходы; - амортизационные отчисления.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	- Определение ресурсоэффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1.Оценочная карта сравнения конкурентных решений
- 2.SWOT- анализ
3. График Ганта
- 4.Бюджет затрат проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	13.02.2020г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина В.А.	к.э.н		13.02.2020г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ81	Кугутко Н.В.		13.02.2020г.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

В настоящее время перспективность научного исследования (проекта) определяется не столько масштабом открытия, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и получения его результатов.

В данном разделе производится учет всех технико-экономических факторов на каждой стадии проектирования, оценивается, будет ли продукт актуален на рынке, насколько востребована будет его цена, каков бюджет научного проекта и какой срок потребуется для вывода конечного продукта на рынок и т.п.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Для достижения цели будут решены следующие задачи:

- анализ конкурентоспособности технического решения;
- SWOT-анализ;
- планирование научного проекта;
- определение ресурсной эффективности проекта.

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, проводится систематически, в виду того, что рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование,

чтобы успешнее конкурировать на рынке. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Целью данного раздела является оценка экономических показателей ресурсоэффективности и ресурсосбережения разработки проекта парогазовой электростанции (парогазового энергоблока) мощностью 350 МВт на основе ГТУ производства General Electric для возможности покрытия дефицита электрической энергии Тоской области.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические, экономические, экологические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие проекта и т.п.);
- бюджет разработки;
- положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. В таблице 4.1.1 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

В данном проекте будет исследованы и сравнены 3 существующие электростанции города Томск, находящиеся в расположении АО «Томская генерации» и станции, предполагаемой проектом исследования.

Анализ производится при помощи оценочной карты. Для составления оценочной карты были выбраны электростанции: ТЭЦ-1, ГРЭС-2, ТЭЦ-3 и проектируемая станция (ПГУ 350 МВт).

Модель экспертной оценки построим по экономическим и техническим критериям, которые приведены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 – Оценочная карта сравнения конкурентных решений

Критерий оценки	Вес критерия	Баллы				Конкурентоспособность			
		ТЭЦ-1	ГРЭС-2	ТЭЦ-3	ШУ	ТЭЦ-1	ГРЭС-2	ТЭЦ-3	ШУ
Технические критерии оценки ресурсоэффективности									
Качество эксплуатируемого оборудования (моральный и физический износ)	0,25	3	1	3	5	0,75	0,25	0,75	1,25
Масштабность строений	0,15	3	2	2	4	0,45	0,3	0,45	0,6
Возможность расширения станции	0,1	2	2	3	4	0,2	0,2	0,3	0,4
Экономические критерии оценки эффективности									
Объем отпускаемой энергии:									
- тепловая	0,15	5	5	5	1	0,75	0,75	0,75	0,15
- электрическая	0,15	2	2	2	5	0,3	0,3	0,3	0,75
Затраты на эксплуатацию и ТОиР	0,15	3	2	3	4	0,45	0,3	0,45	0,6
Экология	0,05	3	2	3	4	0,15	0,1	0,15	0,2
Итого:	1	21	16	21	27	3,05	2,2	3,15	3,75

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в таблице 4.1.1, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, 5 – наиболее сильная. Выставление позиций осуществляется на базе сравнения показателей и информации, характерных для данных разработках, по каждому критерию. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i ;$$

Где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Исходя из оценки конкурентоспособности, следует, что увеличение наиболее эффективным направлением покрытием дефицита электрической энергии является строительство новой ТЭС.

4.1.2 Инициация проекта

Инициация проекта – это стадия проекта, на которой выполняется определенный набор работ для его успешного запуска. В частности, происходит четкое определение изначальных целей и задач проекта, назначение руководителя проекта, идентификация участников, внутренних и внешних заинтересованных лиц, а также фиксируются изначальные финансовые ресурсы.

4.1.2.1 Цели и результат проекта

В данном подразделе приводится информация о заинтересованных сторонах проекта, иерархии целей проекта и критериях достижения целей.

Таблица 4.1.2.1.1 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
АО «Томская генерация»	Рассмотрение идеи проекта новой высокоэффективной парогазовой электростанции для возможности покрытия дефицита электрической энергии по Томской области
Аналогичные организации энергетической отрасли	Рассмотрение идеи проекта новой высокоэффективной парогазовой электростанции для применения в своей энергосистеме

Таблица 4.1.2.1.2 – Цели и результат проекта

Цель проекта	Разработка проекта ТЭС на базе высокоэффективной ПГУ утилизационного типа на базе ГТУ General Electric для снижения дефицита электрической энергии Томской области
Ожидаемые результаты проекта	Разработка конкурентоспособного проекта для его рассмотрения заинтересованными сторонами
Критерии приемки проекта	Энергетические показатели проектируемой электростанции, размер капвложений и окупаемость проекта
Требования к результату проекта	Достижение наиболее оптимальных показателей экономичности проектируемой станции с минимизацией капвложений и срока окупаемости проекта

4.1.2.2 Организационная структура проекта

В данном разделе определяется состав рабочей группы проекта, ролей и функций каждого участника, а также их трудозатраты.

Таблица 4.1.2.2 – Ограничения проекта

№ п/п	ФИО основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час
1	Мартышев В.Н., НИ ТПУ / ИШЭ / НОЦ им. И.Н. Бутакова, ст. преподаватель	Консультант проекта	Составление и утверждение технического задания	2
			Календарное планирование работ по теме	2
			Оценка эффективности полученных результатов	3
			Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя	9
2	Кугутко Н.В., НИ ТПУ / ИШЭ / НОЦ им. И.Н. Бутакова, магистрант	Исполнитель проекта	Подбор и изучение материалов по теме	6
			Выбор направления исследований	5
			Анализ исходных данных и выбор типа, схемы и режима работы проектируемой ТЭС	6
			Выбор и обоснование устанавливаемых основного и вспомогательного оборудования	6
			Расчет параметров рабочих сред	7
			Конструирование и компоновка оборудования, зданий и сооружений	5
			Экологическое обоснование проекта	3
			Составление пояснительной записки	10

4.1.2.3 Ограничения и допущения проекта

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» - параметры проекта или его продукты, которые не будут реализованы в рамках данного проекта.

Таблица 4.1.2.3 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничение / допущение
Источник финансирования	Данный проект является инвестиционным. Инвестиционные проекты труднореализуемы в силу поиска надежного источника финансирования.
Срок окупаемости проекта	Срок окупаемости реализации проекта составляет в среднем 8-10 лет при условии запуска ТЭС в эксплуатацию.
Сроки и время работы над проектом	Данный проект не является быстрореализуемым. В рамках темы исследования рассмотрены лишь основополагающие аспекты, позволяющие оценить реализацию проекта. Дальнейшие работы по реализации идеи требуют затрат на проектирование, строительство и эксплуатацию предлагаемого варианта ТЭС.

4.1.3 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

SWOT-анализ проводится в несколько этапов. Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица.

С помощью SWOT-анализа возможно определить внутренние сильные и слабые стороны проекта, что позволяет оптимальным образом оценить его преимущества и недостатки. Кроме того, по своей структуре, SWOT-анализ позволяет сформулировать внешние факторы, влияющие на развитие проекта.

Возможности представляют собой предпочтительные ситуации в настоящем и в будущем, возникающие в окружающей среде проекта. В противовес возможностям определяются угрозы, представляющие нежелательную ситуацию в окружающей среде проекта, способствующую его разрушению или препятствующие развитию.

Пересечения внутренних и внешних факторов позволяют определить основные исходы их сочетания, а также продемонстрировать корреляцию тех или иных внутренних факторов с различными условиями внешней, для проекта, среды.

В таблице 4.1.3 представлены основные факторы, которые целесообразно учитывать в SWOT-анализе при проекте парогазовой электростанции.

Таблица 4.1.3 – SWOT- анализ

	Сильные стороны <ul style="list-style-type: none"> • Высокотехнологичность и простота эксплуатации; • Высокий срок эксплуатации; • Масштабность застройки; • Снижение объемов технического обслуживания оборудования и ремонтов; • Повышенная эффективность работы оборудования; • Невысокая себестоимость производимой продукции; • Экология. 	Слабые стороны <ul style="list-style-type: none"> • Высокие капиталовложения; • Высокие сроки окупаемости; • Необходимость высококвалифицированного персонала.
Возможности: <ul style="list-style-type: none"> • Развитие технологий в отрасли; • Использование оборудования высококачественного отечественного и иностранного производителя; • Увеличение производственных мощностей. 	Сильные стороны и возможности: <ul style="list-style-type: none"> • Увеличение парка и качества эксплуатируемого оборудования; • Реализация современных решений по автоматизации и управлению ТЭС. 	Слабые стороны и возможности: <ul style="list-style-type: none"> • Снижение стоимости оборудования за счёт развития технологий и научно-технических разработок; • Проведение переподготовки персонала смежных по унифицированной системе.
Угрозы: <ul style="list-style-type: none"> • Рост стоимости импортных комплектующих; • Рост стоимости топлива; • Переменчивый спрос на рынке электроэнергии; • Появление новых конкурентных разработок; • Сокращение инвестиций. 	Сильные стороны и угрозы: <ul style="list-style-type: none"> • Высокая конкурентоспособность на рынке электроэнергетики. 	Слабые стороны и угрозы: <ul style="list-style-type: none"> • Поиск дополнительных источников финансирования для реализации проекта; • Необходимость постоянного переобучения персонала для поддержания полной эффективности работы ТЭС; • Постоянная доработка проекта для повышения конкурентоспособности на рынке.

В ходе анализа были выявлены основные конкурентные преимущества – отличные технические показатели и постоянное совершенствование технологии. За счет данных сильных сторон возможно рассмотрение идеи проекта заинтересованными сторонами. Слабые стороны проекта окупаются за счет сильных, так как они являются более весомыми. Представленные угрозы, как непостоянство рынка, рост стоимости комплектующих, сокращение инвестиций являются дополнительным стимулом к развитию основных конкурентных преимуществ.

4.2 Планирование научно-технического проектирования

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ исходных данных и выбор типа, схемы и режима работы проектируемой ТЭС	Инженер
	6	Выбор и обоснование устанавливаемых основного и вспомогательного оборудования	Инженер
	7	Расчет параметров рабочих сред	Инженер
	8	Конструирование и компоновка оборудования, зданий и сооружений	Инженер
	9	Экологическое обоснование проекта	Инженер
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
Контроль и координирование проекта	11	Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя	Руководитель
Оформление отчета	13	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Инженер

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Одной из основных частей стоимости разработки проекта являются трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости работ каждого из участников научно-исследовательского проекта является важным этапом.

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Для определения ожидаемого значения трудоемкости используем следующую формулу:

$$t_{ожи} = \frac{3 \cdot t_{mini} + 2 \cdot t_{maxi}}{5} = \frac{3 \cdot t_{mini} + 2 \cdot t_{maxi}}{5} = \text{чел. - дни};$$

Где t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дни;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяем продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитываем параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i} = \text{раб. дн.};$$

Где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Рассчитанная ожидаемая продолжительность каждой работы представлена в таблице 10.2.3.

4.2.3 Разработка графика проведения проекта

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни.

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}};$$

Где $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяем по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 118} = 1,48;$$

Где $T_{\text{кал}} = 366$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Началом работ считаем 13 февраля 2020г.

Все рассчитанные значения сводим в таблицу 4.2.3.

Таблица 4.2.3 – Временные показатели проекта

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , человеко-дни		t_{max} , человеко-дни		$t_{ожг}$, человеко-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания	2		4		2,8		2		2	
Подбор и изучение материалов по теме		5		8		6,2		6		9
Выбор направления исследований		4		5		5		5		8
Календарное планирование работ по теме	2		3		2,4		2		3	
Анализ исходных данных и выбор типа, схемы и режима работы проектируемой ТЭС		5		8		6,2		6		9

Продолжение таблицы 4.2.3

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , человеко-дни		t_{max} , человеко-дни		t_{oji} , человеко-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Выбор и обоснование устанавливаемых основного и вспомогательного оборудования		5		8		6,2		6		9
Расчет параметров рабочих сред		6		8		6,8		7		10
Конструирование и компоновка оборудования, зданий и сооружений		4		6		4,8		5		7
Экологическое обоснование проекта		2		4		2,8		3		4
Оценка эффективности полученных результатов	4		6		5		3		5	
Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя	8		10		8,8		9		13	
Составление пояснительной записки		9		12		10,2		10		15
Итого дней (руководитель)									23	
Итого дней (инженер)									71	
Итого дней (проект)									94	

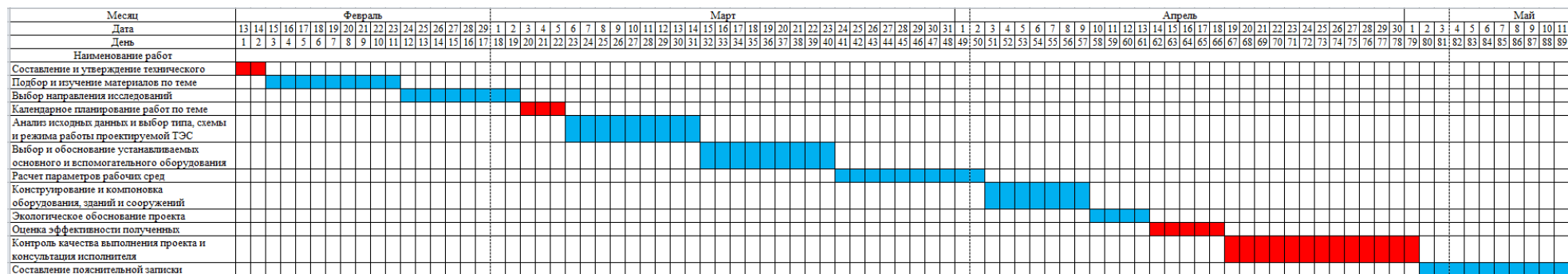


Рисунок 4.2.3 – График Ганта

4.2.4 Бюджет проекта

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

4.2.4.1 Расчет материальных затрат

Для того чтобы проект был притворен в жизнь и приносил прибыль, необходимо выявить все возможные расходы для наиболее точного понимания ситуации.

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта:

$$З_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi};$$

Где m - количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ - количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования;

C_i - цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T - учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

В таблице 4.2.4.1.1 собраны все необходимые наименования материалов, подсчитаны затраты на их покупку.

Таблица 4.2.4.1.1 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _{ам}), руб.
Бумага	упаковка	1	300	300
Ручки	штук	2	15	30
Степлер	штук	1	100	100
Файлы	штук	200	1,30	260
Скоросшиватель	штук	1	20	20
Картридж для принтера	штук	1	1500	1500
Итого:				2210

4.2.4.2 Амортизационные отчисления

При расчете затрат на оборудование и ПО берется в учет тот факт, что данное оборудование и ПО будет использовано для последующих проектов, поэтому учитываться будут только затраты на амортизацию объектов, стоимость которых превышает 40 тыс. руб. Стоимость оборудования заносится в таблицу 4.2.4.2.

Таблица 4.2.4.2 – Стоимость оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Амортизация, руб.
1	ПО Microsoft Office	1	681400	35000,87
2	ПО КОМПАС 3D	1	219000	11249,18
3	ПК	1	50000	2568,31
Итого:			950400	48818,36

Расчет амортизации производится по данной формуле:

$$A = \frac{C_0 \cdot n_{\text{исп}}}{\tau \cdot 366};$$

Где C_0 – стоимость оборудования;

$n_{\text{исп}}$ – количество дней использования оборудования;

τ – срок службы оборудования.

4.2.4.3 Основная заработная плата исполнителей проекта

В данную статью включается основная заработная плата научных работников и инженерно-технических работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данному проекту.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{\text{зп}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}};$$

Где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p;$$

Где T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p;$$

Где $З_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $З_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Среднедневная заработная плата работника, руб.

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d};$$

Где M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 48 раб. дней, 5-дневная неделя);

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 4.2.4.3 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	200	200

4.2.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей проекта

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}};$$

Где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

4.2.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}});$$

Где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2020 г. размер страховых взносов для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность составляет 30,2 %.

Таблица 4.2.4.5 – Расчёт оплаты труда

Показатель	Руководитель	Инженер
Заработная плата по тарифной ставке, ($З_{\text{тс}}$), руб.	26 300	17 000
Премияльный коэффициент ($k_{\text{пр}}$)	0,3	
Коэффициент доплат и надбавок ($k_{\text{д}}$)	0,3	
Районный коэффициент ($k_{\text{р}}$)	1,3	
Месячная заработная плата ($З_{\text{м}}$), руб.	54 700	35 360
Среднедневная заработная плата работника ($З_{\text{дн}}$), руб.	1367,50	884,00
Продолжительность выполнения данного проекта ($T_{\text{р}}$), раб.	16	48
Основная заработная плата начисленная за выполнения данного проекта ($З_{\text{осн}}$), руб	21880,00	42432,00
Коэффициент дополнительной заработной платы ($k_{\text{доп}}$)	0,13	
Дополнительная заработная плата исполнителей, ($З_{\text{доп}}$), руб	2844,40	5516,20
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Отчисления во внебюджетные фонды, руб	7466,80	14480,40
Итого, руб	32191,20	62428,60
Сумма отчислений, руб	21947,20	
Сумма с учетом отчислений, руб	116567,00	

Общие затраты на оплату труда составили 116567,20 руб., из которых 21947,20 руб. приходится на отчисления во внебюджетные фонды.

4.2.4.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{спец}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot k_{\text{нр}}$$
$$= (2210 + 64312,00 + 8360,60 + 21947,20) \cdot 0,16 = 15942,80;$$

Где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы принимается в размере 16 %.

4.2.4.7 Формирование бюджета затрат научно-технического проекта

Рассчитанная величина затрат научно-технического проекта является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 4.2.4.7 – Бюджет затрат проекта

Наименование статьи	Сумма, руб.	%
Материальные затраты НТИ	2210,00	1,40
Затраты на амортизацию	48818,36	30,30
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	64312,00	39,90
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	8360,60	5,20
Отчисления во внебюджетные фонды	21947,20	13,60
Накладные расходы	15492,80	9,60
Бюджет затрат НТИ	161141,00	100

4.2.5 Ресурсоэффективность

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Ресурсоэффективность определяется при помощи интегрального критерия ресурсоэффективности, который имеет следующий вид:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i ;$$

Где a_i – весовой коэффициент проекта;

b_i – бальная оценка проекта, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 4.2.5.

Таблица 4.2.5 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки
Конкурентоспособность	0,3	5
Актуальность	0,25	5
Технологические решения	0,25	4
Эффективность (техническая и экономическая)	0,2	4
Итого:	1,00	

Интегральный показатель ресурсоэффективности для разрабатываемого научно-исследовательского проекта:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i.$$

Проведенная оценка ресурсоэффективности проекта дает достаточно высокий результат (4,45 из 5), что свидетельствует об эффективности реализации технического проекта.

Заключение по разделу

В данной части выпускной квалификационной работы производилась оценка проводимого проектирования с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Для этих целей на начальных этапах была создана оценочная карта конкурентных решений, позволяющая проанализировать рынок предложений и выбрать наиболее подходящее с учетом предъявляемых требований. На ее основе было сделано решение о наиболее эффективном направлении покрытия дефицита электрической энергии, являющимся строительством новой ПГУ ТЭЦ. Следующим этапом являлся SWOT – анализ, который позволил выявить слабые и сильные стороны, возможности и угрозы. При помощи него можно также выработать стратегии по превращению слабых сторон в сильные, угрозы в возможности, выявить или разработать основное конкурентное преимущество. Далее в разделах планирования научно-технического проектирования и разработки графика проведения проекта были определены виды и объемы работ, порядок их выполнения исполнителями, для лучшего понимания хода работ, четкого разделения обязанностей, скоординированности действий была составлена диаграмма Ганта. Далее были рассчитаны затраты на реализацию проекта. Для этого был составлен бюджет проекта, который составил 147484,30 руб. При этом основная часть затрат приходится на выплату заработной платы участникам проекта. Проведенная оценка ресурсоэффективности свидетельствует об эффективности реализации технического проекта. По итогам проводимых исследований можно утверждать, что проект имеет привлекательность и потенциал, что способствует рассмотрению его со стороны заинтересованных сторон.